

На рис.2. можно заметить три зоны. 1 – зона низкого расхода, 2 – неустойчивая зона, 3 – рабочая зона магистрального нефтепровода. Главная задача обслуживающего нефтепровод персонала не допустить перехода работы нефтепровода из зоны 3 в зоны 2 и 1, т.к. это может повлечь за собой снижение расхода вплоть до полной остановки нефтепровода. Таким образом, разработана программа, очень важная для практического применения, которая может быть использована для перекачки вязкой и высоковязкой нефти по неизотермическим нефтепроводам.

Список публикаций:

- [1] Газизов Р.Э., Солодова Н.Л., Вагапов Б.Р. Трубопроводный транспорт тяжелой нефти и битумов // Вестник Казанского технологического университета. 2017. №10.  
[2] Черников В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей //М.: Гостоптехиздат. – 1958.  
[3] Шухов В. Г. Трубопроводы и их применение к нефтяной промышленности //ВГ Шухов–Москва. – 1895.

## **Влияние негерметичности устьевого оборудования на результаты интерпретации кривой падения давления**

**Латыпова Резеда Рамилевна**

*Башкирский государственный университет*

*Сарапулова Вероника Владимировна, к.ф. -м.н.*

*Latypova.rezeda98@mail.ru*

Для построения карты изобар месторождения с водонапорным методом разработки необходимо иметь достоверную информацию о пластовом давлении не только в зоне отбора, но и в зоне нагнетания, которая определяется по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС). К методам ГДИС на неустановившихся режимах течения относятся исследования методом кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД) как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах.

Метод КПД в нагнетательной скважине предполагает прекращение подачи жидкости в пласт и герметичное закрытие на её устье, после которого начинается регистрация падения давления. Но в реальных условиях не всегда выполняется условие герметичности, то есть скважина на устье пропускает жидкость, что является одной из причин снижения достоверности исследования методом КПД. И с каждым годом процент неуспешных или низких оценок интерпретации КПД увеличивается из-за негерметичности устьевого оборудования.

Например, на нефтяных месторождениях Западной Сибири за 2019 год было проведено 31% исследований методом КПД на нагнетательных скважинах от всех ГДИС, из которых неуспешными и с низкой достоверностью являются 36%. В свою очередь, снижение достоверности исследования по причине негерметичности устьевого оборудования скважины составляет 38% от всех неуспешных исследований методом КПД.

В связи с этим, задача о влиянии пропусков нагнетательной скважины на определяемые параметры пласта методом КПД является актуальной.

В работе было проведено численное моделирование с различными значениями (5%, 10%, 25% и 50% от дебита нагнетающей скважины) и длительностью пропусков, а также различной проницаемостью (0,1мД, 1мД, 10мД, 100мД) и приемистостью для вертикальной скважины и скважины с ГРП в программном модуле «Saphir». Для этого были рассмотрены реальные примеры различных типов пропусков. На основе разделения пропусков на явные и неявные типы проводилась интерпретация данных двумя способами. В первом предполагалось, что интерпретация начинается с момента фактического начала КПД, а во втором, что интерпретация начинается с момента устранения пропуска. Было получено, что в случае явных пропусков для вертикальной скважины небольшие объемы (5%, 10% от приемистости) и длительность пропусков практически не влияют на получаемые параметры пласта (пластовое давление, проницаемость, скин-фактор, коэффициент влияния ствола скважины), то есть определяются корректно с допустимой для практики погрешностью. А при проведении интерпретации вторым способом было получено, что проницаемость и скин-фактор значительно отличаются от достоверных значений.